

0-787729

На правах рукописи



НУРИЕВ ИЛЬЯС АХМАТГАЛИЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ
СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ТАТАРСТАНА**

Специальность

25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2011

Работа выполнена в ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Абдрахманов Габдрашит Султанович

Официальные оппоненты доктор технических наук, профессор
Поляков Владимир Николаевич

кандидат технических наук
Фатхутдинов Исламнур Хасанович

Ведущее предприятие Уфимский государственный нефтяной
технический университет (УГНТУ)

Защита состоится 12 мая 2011г. в 14 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.Джалиля, д.32

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан 8 апреля 2011 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000666062

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

И.В.Льова

Актуальность работы. Основные месторождения (Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское) ОАО «Татнефть» находятся на поздней стадии разработки. Выработанность запасов терригенного девона превышает 80% от первоначальных извлекаемых. Остаточные запасы относятся к категории трудноизвлекаемых и приурочены к низкопроницаемым глинистым и уплотненным коллекторам. Извлечение этих запасов возможно только при адресном и интенсивном воздействии на них. Пробуренный фонд скважин по причине негерметичности заколонной цементной крепи не всегда позволяет осуществлять в полной мере такое воздействие. Пластовые давления месторождений понижены. Первичное вскрытие продуктивных коллекторов осуществляется при средних давлениях репрессии гидростатического столба бурового раствора 4,0-6,0 МПа, это в значительной степени снижает коэффициент продуктивности скважин.

Ежегодные объемы эксплуатационного бурения в ОАО «Татнефть» стабилизировались на уровне 460 тыс.м проходки, что составляет порядка 300 новых скважин. В первые же месяцы эксплуатации в 15-20% скважин появляется сторонняя вода, а в скважинах, где пласт перфорирован только частично, доля скважин с наличием подошвенной воды доходит до 65-70%.

В этой связи определение основных факторов, снижающих продуктивность пластов и увеличивающих обводненность продукции путем исследования качества заканчивания скважин по результатам освоения и начального периода их эксплуатации, первичного вскрытия и разобшения коллекторов для научного обоснования и развития методов увеличения нефтеизвлечения является весьма актуальной научно-прикладной задачей в нефтедобывающей отрасли.

Цель диссертационной работы. Совершенствование методов вскрытия и разобшения заводненнных неоднородных продуктивных коллекторов при строительстве скважин для сохранения и увеличения их продуктивности.

Основные задачи исследований:

1. Анализ процессов, происходящих в продуктивных пластах при заканчивании скважин в условиях низких пластовых давлений, и обоснование наиболее перспективных направлений решения проблемы увеличения коэффициента продуктивности.

2. Определение условий качественного вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Татнефть» с использованием методов многомерной оценки качества заканчивания скважин и степени сохранности фильтрационно-емкостных свойств.

3. Разработка методики оценки потенциального риска заколонных притоков из неперфорированного пласта в интервалы вторичного вскрытия и технологий, улучшающих качество разобщения пластов.

4. Анализ результатов строительства скважин, заканчиваемых горизонтальными стволами, и разработка рекомендаций по снижению их обводненности и увеличению коэффициента продуктивности.

Методы решения задач. Поставленные задачи решались анализом результатов промысловых экспериментов с использованием пакета программ STATISTICA (фирмы StatSoft), материалов геофизических и гидродинамических исследований.

Научная новизна:

1. Разработан метод оценки по характеристике продуктивных пластов и результатам освоения скважин следующих показателей:

- наличия притока из неперфорированных пластов по заколонному пространству;
- степени ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов при заканчивании скважин;
- соотношение дебитов перфорированных пластов в общем дебите скважины.

2. На основе многомерного анализа и оценки различных методов первичного вскрытия сформулирован и математически описан базовый уровень коэффициентов продуктивности.

3. Установлена зависимость обводненности продукции скважин от соотношения проницаемостей перфорированного и неперфорированного пластов и расстояния между ними для выявления потенциального риска заколонных перетоков.

4. Разработан метод формирования водонепроницаемого экрана в зоне водонефтяного контакта за счет взаимодействия химического реагента с нефтью, при создании депрессии на продуктивный пласт.

Основные защищаемые положения:

1. Выявленные причины снижения потенциальной продуктивности пластов-коллекторов, связанные с технологиями заканчивания скважин в условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

2. Обоснование применения наиболее эффективных технологий по сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при бурении и креплении скважины.

3. Факторы, влияющие на потерю герметичности заколонной цементной крепи при строительстве скважин в условиях низких пластовых давлений.

4. Метод прогнозирования потенциальных интервалов притока вод и предупредительные технико-технологические меры по их изоляции в процессе строительства скважины.

5. Способы заканчивания наклонно-направленных и горизонтальных скважин, повышающие коэффициент продуктивности и снижающие их обводненность.

Практическая значимость работы:

1. Определены средние величины снижения продуктивности скважин от таких факторов как: высокие рабочие давления продавки тампонажного раствора, потери циркуляции при цементировании эксплуатационных колонн, аварийные работы с множеством спускоподъемных операций, ремонтно-изоляционные работы (РИР), отбор керна в продуктивном интервале, нестабильные гидродинамические и пульсационные процессы при промывке скважины.

2. Установлены критерии и оптимальная область применения технологий первичного вскрытия по степени сохранения продуктивности пластов.

3. Разработаны способ первичного вскрытия пластов (патент №2279535 РФ. 2004) и технологии ограничения водопритока при разработке пласта с низким пластовым давлением.

4. Определены базовые уровни коэффициентов продуктивности скважин в зависимости от применяемых технологий первичного вскрытия, на основе которых разработан метод оценки продуктивности новой скважины.

5. Решена задача определения по показателям освоения скважин наличия вовлеченных в разработку неперфорированных пластов.

6. Разработан руководящий документ РД 153-39.0-644-09 «Методическое руководство оценки риска заколонных сообщений в скважинах терригенного девона», позволяющий определять интервалы наибольшего риска заколонной циркуляции и принять при строительстве скважины предупредительные технические и технологические решения (патент № №2394987 РФ 2010 «Способ предотвращения заколонного перетока из неперфорированного пласта в интервал перфорации»). РД применен в 2009-2010 годах при строительстве 119 скважин.

7. Разработан способ снижения обводненности продукции скважин путем автоматического формирования в зоне водонефтяного контакта (ВНК) водонепроницаемого экрана в процессе освоения и эксплуатации скважины.

8. Предложен метод оперативной оценки качества заканчивания скважин.

9. Разработаны рекомендации по оптимизации заложения горизонтальных скважин, которые применяются при составлении проектов на строительство ГС, начиная с 2009 года.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на семинаре ОЭРН «Современные технологии нефтеизвлечения на месторождениях России» (г.Москва, 28-29.09.2009); совещаниях по реорганизации бурового комплекса (г.Альметьевск, 22.01.2010; 17.02.2010г); на научно-практической конференции, посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть» (г.Альметьевск, 28.05.2010); на семинаре главных инженеров ОАО «Татнефть» (30.06.2010); на научно-практической международной конференции «Строительство и ремонт скважин 2010», (г.Геленджик, 29.09 – 02.10.2010); на совещании «Стратегия развития горизонтальных, новых технологий в ОАО «Татнефть» (г.Альметьевск, 09.12.2010); годичном собрании Волго-Камского регионального отделения РАЕН (г.Альметьевск, 18.03.2011).

Публикации. Опубликовано 10 печатных работ, в том числе 7 статей в научных журналах рекомендованных ВАК РФ, 2 патента на изобретения.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и приложений. Содержит 161 страницу машинописного текста, включая 35 рисунков и 19 таблиц. Список литературы включает 95 наименований.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель и основные задачи исследований, научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

Изучению степени техногенного воздействия и сохранению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при заканчивании скважин посвящены многие работы ученых-нефтяников, среди которых Абдрахманов Г.С., Абдулмизитов Р.Г., Агзамов Ф.А., Ашрафьян М.О., Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Габдуллин Р.Г., Гиматулинов Ш.К., Глумов И.Ф., Гноевых А.Н., Дияшев Р.Н., Дубровский В.С., Зиннатуллин Н.Х., Ибатуллин Р.Р., Иктисанов В.А., Кадыров Р.Р., Корженевский А.Г., Кузнецов Ю.С., Курочкин Б.М., Лысенко В.Д., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х., Муравьев И.М., Муслимов Р.Х., Мусабиров М.Х., Овечкин А.И., Орлов Г.А., Подгорнов В.М., Поляков В.Н., Проселков Ю.М., Рылов Н.И., Рябоконь С.А., Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Спивак А.И., Тронов В.П., Хисамов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Юсупов И.Г. и др.

В первой главе дается краткий обзор геолого-технических особенностей нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки.

Снижение текущих пластовых давлений объектов разработки среднего, нижнего карбона и терригенного девона привели к тому, что в некоторых участках образовались аномально низкие градиенты пластовых давлений, достигающие до 0,005 - 0,007 МПа/м против природного градиента равного 0,01МПа/м. 553 скважины терригенного девона, пробуренные за период 2000 – 2005гг по давлению репрессии гидростатического столба бурового раствора распределились согласно табл.1. Такой же анализ давлений репрессий гидростатического столба бурового раствора по скважинам, пробуренным в период с 2007 по 1 полугодие 2010 года, показывает, что ситуация почти не изменилась.

Таблица 1

Репрессия, МПа	Менее 2,0	2,0 –4,0	4,0-6,0	6,0-8,0	8,0-10,0	Более 10,0
Количество скв.	19	86	160	150	98	40
%	3,4	15,5	28,9	27,1	17,7	7,2

Наибольшее распределение скважин, суммарно 56% и 53% (для первого и второго периодов анализа), находится в диапазоне давлений репрессий от 4,0 до 8,0 МПа. Даже диапазон свыше 8,0 МПа имеет большую долю (24,9% и 25,8%), чем диапазон «менее 4,0 МПа» (18,9% и 21,2%).

При таких условиях для повышения качества заканчивания скважин требуется разработка новых конструкций забоев скважин и применение наиболее эффективных технологий первичного вскрытия пластов.

Вторая глава посвящена обоснованию и выбору наиболее эффективной технологии заканчивания скважин, повышающей коэффициент удельной продуктивности.

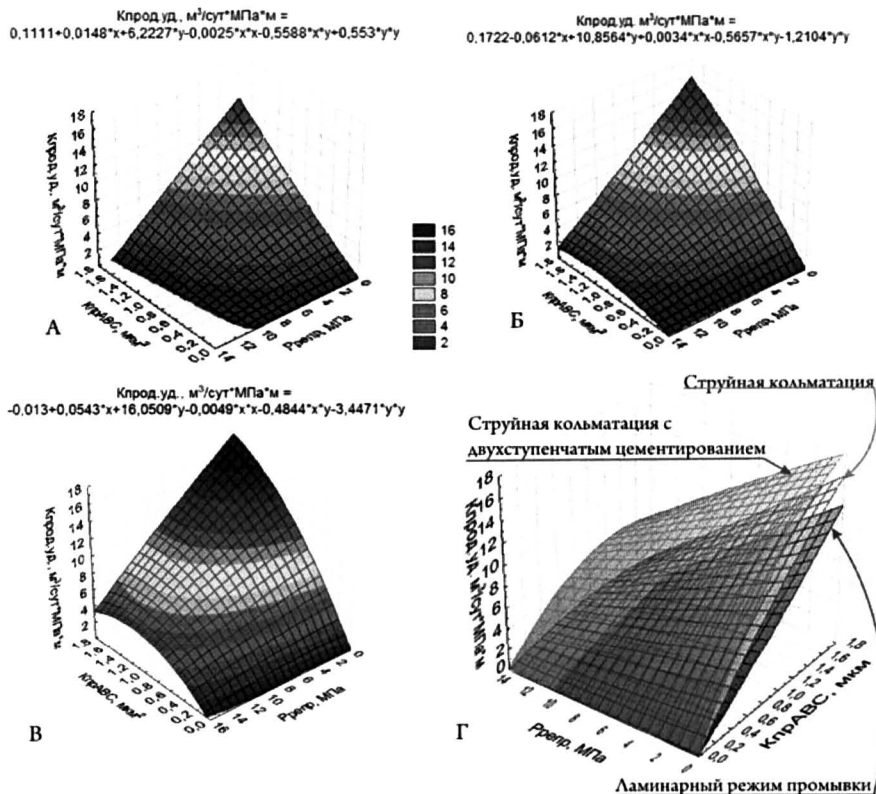
В строительстве скважин трудно оценить эффективность применённых технологий. Невозможно проделанную работу повторить заново по другой технологии, а затем сравнить два результата. При отсутствии методик определения эффективности, результативности технологий, оценка новой (другой) технологии обычно сводится к сравнению с окружающими скважинами или скважинами со схожими промысловыми характеристиками.

Сравнение показателей правомерно, если они приведены к единой методической базе. Неправомерно сравнивать только дебиты скважин. Также неправомерно и сравнение продуктивности скважин, поскольку не учитываются интервалы перфорации. Следовательно, необходимо сравнивать удельные продуктивности сопоставляемых скважин. Это в свою очередь поднимает вопросы по определению толщин пластов разрабатываемых эксплуатационной скважиной: через интервал перфорации; через негерметичное заколонное пространство; по воронке депрессии через массив пласта за пределами интервала перфорации.

Анализ проведен на основе трехмерных диаграмм рассеяния коэффициентов продуктивности выборки скважин. Очень высокие показатели и очень низкие показатели коэффициентов продуктивности подлежат анализу по выявлению причин отклонений. Подлежит выяснению, что высокие показатели продуктивности не являются ли следствием заколонных циркуляций из неперфорированных пластов. Также анализируются причины низких коэффициентов продуктивности.

В ходе анализа установлено, что графики поверхностей величин коэффициента удельной продуктивности по выборке скважин подтверждают возможность формирования базовой опорно-оценочной плоскости качества скважин (рис.1). На снижение продуктивности существенное влияние оказывает давле-

ние репрессии гидростатического столба бурового раствора, особенно для пластов с низкой проницаемостью (рис.2). Временной фактор репрессии бурового раствора на продуктивный пласт не является определяющим, о чем свидетельствуют диаграммы поверхностей удельной продуктивности скважин.



А – режим шадящей промывки («ламинарный режим»); Б – струйная кольматация стенок скважин; В – струйная кольматация стенок скважин и двухступенчатое цементирование; Г – соотношение поверхностей величин коэффициента удельной продуктивности скважин.

Рисунок 1 - Графики поверхностей величин коэффициента удельной продуктивности скважин по технологиям первичного вскрытия пластов.

Скважины со струйной обработкой стенок скважин обладают более высокой продуктивностью, чем скважины с первичным вскрытием в режиме «ламинарного течения» бурового раствора. Вторичное вскрытие пластов в скважинах со струйной обработкой стенок проведено в большей части методами шадящей

перфорации (сверление, фильтр со срезными заглушками - ФПД), а скважины с первичным вскрытием в режиме ламинарного течения бурового раствора перфорированы глубоко проникающими кумулятивными перфосистемами, в некоторых скважинах повторно. Это свидетельствует о наличии различных глубин проникновения фильтрата в той и другой технологиях первичного вскрытия пласта.

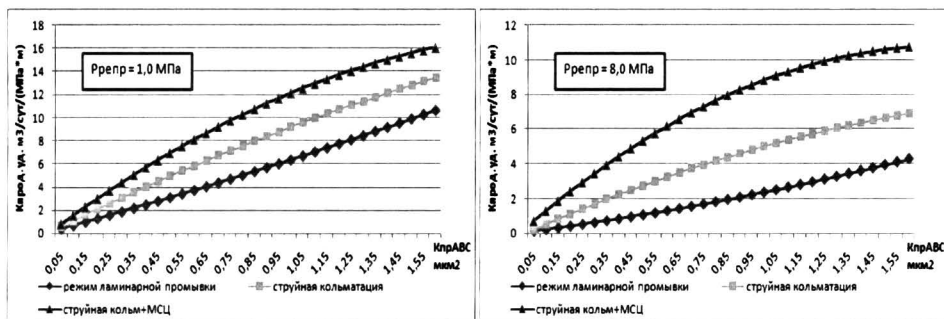


Рисунок 2 – Изменение коэффициента удельной продуктивности в зависимости от проницаемости пласта:

Продуктивность пласта с сильно ухудшенной ПЗП в процессе первичного вскрытия не восстанавливается, даже при неоднократном применении перфорационных систем с глубоким пробитием отверстий.

Математические уравнения базовых плоскостей удельных продуктивностей скважин каждой технологии позволяют рассчитать теоретическую продуктивность скважин по их фактическим данным. В связи с тем, что плоскости сформированы по скважинам с высокими показателями сохраненной продуктивности, можно считать, что она является потенциальным уровнем для данной технологии. Таким образом, сравнение фактической продуктивности скважины с расчетной теоретической является условным показателем относительной продуктивности (ОП).

Резкому снижению продуктивности способствует нестабильная динамическая составляющая давления репрессии, возникающая при спускоподъемных операциях. Например, для скважин с отбором керна предлагаемый показатель ОП в среднем равен 0,55 (табл. 2).

Таблица 2 - Снижение продуктивности скважин под влиянием различных факторов

Факторы, снижающие коэфф. удельной продуктивности	Технология	ОП (по предлагаемому способу)		
		мин	сред	макс
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	струйная кольматация	0,07	0,44	0,76
	струйная кольматация+двухступенчатое цементирование	0,05	0,34	0,85
Потеря циркуляции при цементировании экспл. колонн	струйная кольматация	0,24	0,55	0,86
	«ламинарный» режим промывки	0,21	0,52	0,68
Отбор керна (ниже интервала перфорации)	струйная кольматация	0,33	0,55	0,97
	базовая технология первичного вскрытия	0,02	0,06	0,1
Высокое давление продавки при цементировании экспл. колонн	струйная кольматация	0,17	0,57	0,79
Аварийные работы при вскрытых пластах	«ламинарный» режим промывки	0,47	0,55	0,62
	струйная кольматация	0,27	0,51	0,74
Причина не выяснена	«ламинарный» режим промывки	0,25	0,54	0,71
	струйная кольматация	0,27	0,48	0,69
	струйная кольматация+двухступенчатое цементирование	0,05	0,41	0,62

По каждой из технологий первичного вскрытия от 27% до 55% скважин имеют ОП менее 0,65.

Переход к технологии «струйной кольматации с двухступенчатым цементированием эксплуатационной колонны» позволит повысить коэффициент удельной продуктивности скважин от 1,39 до 7,49 раз в зависимости от давления репрессии бурового раствора и проницаемости перфорированного пласта.

В третьей главе приведены результаты исследования заколонных перетоков и предложены способы изоляции зон водопритока.

Известно, что скважины с аналогичными параметрами перфорированных пластов, при сопоставимых пластовых давлениях обладают различными коэффициентами продуктивности. На рис. 3 приведена диаграмма корреляции ко-

эффицентов продуктивностей с абсолютными проницаемостями перфорированных пластов скважин терригенного девона Ромашкинского месторождения.

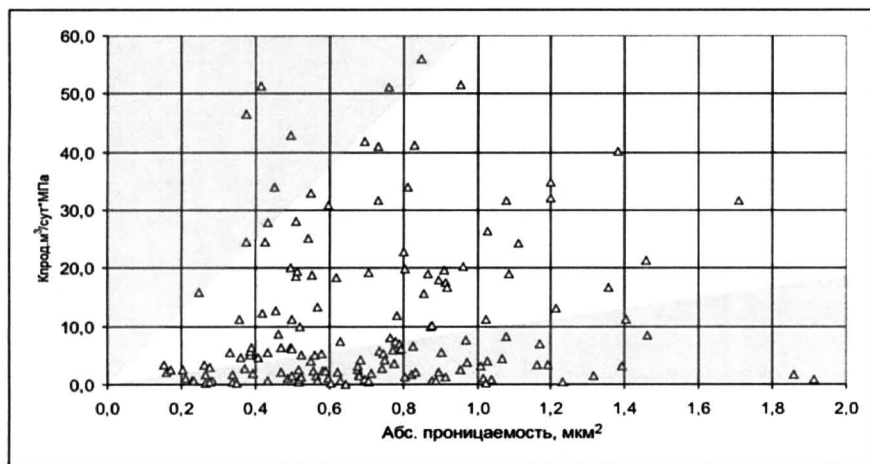


Рисунок 3 - Диаграмма корреляции коэффициентов продуктивности с абсолютной проницаемостью перфорированных пластов скважин терригенного девона.

Эта диаграмма условно разделена на три сектора исходя из следующих предположений:

- потенциальные продуктивности нижнего сектора уменьшены в процессе заканчивания скважины из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта;
- в центральном секторе расположены скважины с фактическими коэффициентами продуктивности, близкими к потенциальным;
- в верхнем секторе высокая продуктивность скважин связана с дополнительным притоком по заколонному пространству из неперфорированных пластов или по массиву неперфорированной части пласта.

Оценка качества заканчивания скважин. Для оперативной оценки качества заканчивания приведенной выборки скважин по показателям освоения и эксплуатации, без проведения специальных геофизических и гидродинамических исследований, использован закон фильтрации по формуле Дюпюи. Оценка

производится по выражению $\ln R_k/r_c + C$, характеризующему индивидуальные особенности призабойной зоны пласта.

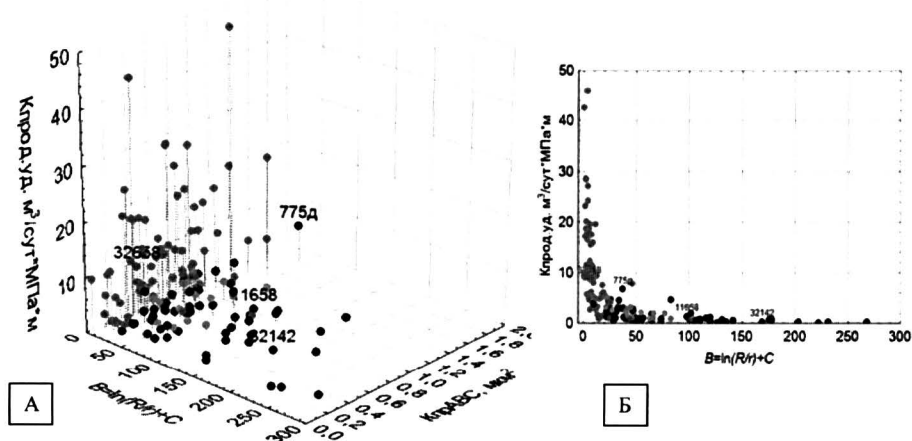
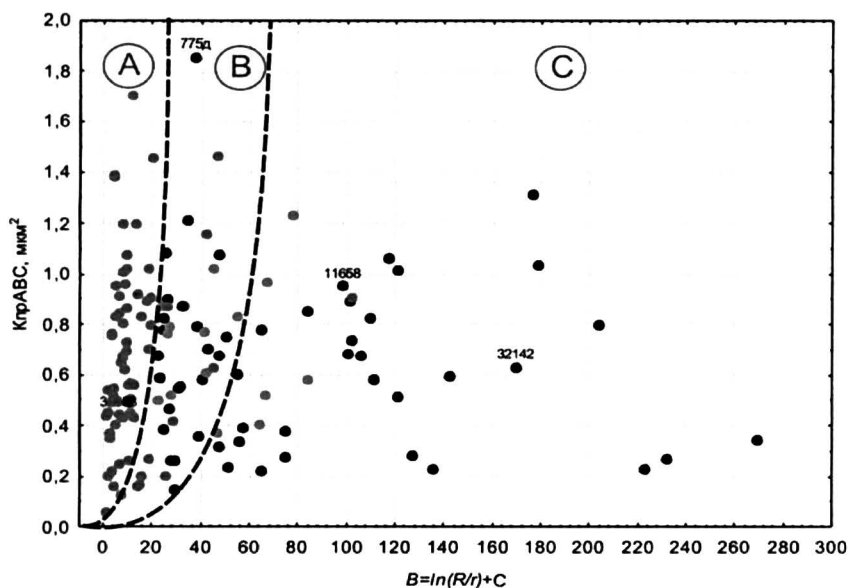


Рисунок 4 - Графики рассеяния коэффициентов удельной продуктивности (Кпрод.уд.): А) трехмерная; Б) двухмерная

При изучении диаграмм (например - рис. 4) выявлено, что скважины со значением комплексного параметра $\ln R_k/r_c + C$ менее 20 имеют признаки вовлечения в разработку неперфорированных пластов. Они имеют изначально высокую обводненность продукции, 90% и выше.

Скважины с более высокими значениями параметра имеют небольшую начальную обводненность от нескольких до первых двух-трех десятков процентов, в зависимости от коэффициента нефтенасыщенности перфорированного пласта.

По результатам анализа построена диаграмма распределения коэффициентов удельной продуктивности скважин выборки по коэффициентам проницаемости и комплексным параметрам $\ln R_k/r_c + C$ (рис. 5).



Условные обозначения:

- - законная циркуляция с неперфорированными пластами отсутствует;
- - имеется приток из отдельного неперфорированного пласта;
- - имеется приток из неперфорированного интервала единого пласта;
- - приток из неперфорированного интервала единого пласта отсутствует.

Рисунок 5 - Распределение коэффициентов удельной продуктивности скважин выборки по полю величин коэффициента абсолютной проницаемости ($K_{прABC}$) и комплексного параметра $\ln R_k/r_c + C$,

Диаграмма разделена на три зоны качества:

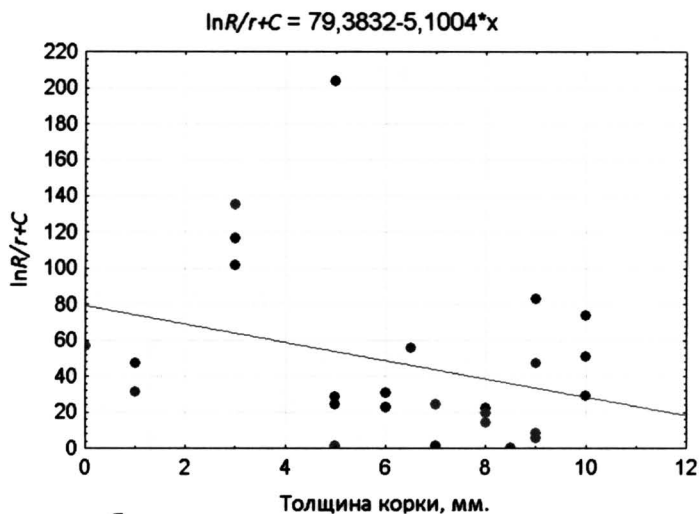
зона А – в продукции скважин имеет место существенный приток пластового флюида из неперфорированных пластов;

зона В – эксплуатируется перфорированный интервал, коэффициент продуктивности скважины близок или соответствует потенциальной продуктивности перфорированного пласта;

зона С – фильтрационные свойства призабойных зон перфорированных коллекторов ухудшены, необходимо проведение ОПЗ (например, скв. №32142: эксплуатируется пласт проницаемостью $0,632 \text{ мкм}^2$ с дебитом жидкости $3,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии – $4,4 \text{ МПа}$. ОП по предлагаемой методике равен – $0,21$).

Между зонами отсутствует резкая переходная граница обозначенная на рисунке линией, это переходные области, более широкая между зонами В и С, икратно уже между зонами А и В.

Таким образом, предложенный метод позволяет оперативно оценить качество сохранности параметров ПЗП разобшения продуктивного интервала.



Условные обозначения:

- - первичное вскрытие с кольматационной обработкой стенок скважины;
- - первичное вскрытие по базовой технологии бурения;
- - первичное вскрытие по ламинарной технологии бурения;

Рисунок 6 - Зависимость комплексного параметра $\ln R/r_c + C$ от толщины глинистой корки для скважин с полной перфорацией пласта-коллектора.

Исследование влияния толщины глинистой корки на качество цементной крепи. Диаграмма рассеяния скважин с полной перфорацией коллектора по комплексному параметру $\ln R/r_c + C$ и толщине глинистой корки (рис.6) показывает, что корреляция между этими параметрами имеется. Коэффициент корреляции Пирсона равен «минус» 0,57, что характеризует среднюю степень взаимосвязи коррелируемых величин. Знак «минус» означает, что с увеличением толщины глинистой корки уменьшается комплексный параметр $\ln R/r_c + C$, т.е. положительная тенденция появления заколонного перетока с ростом толщины глинистой корки имеется.

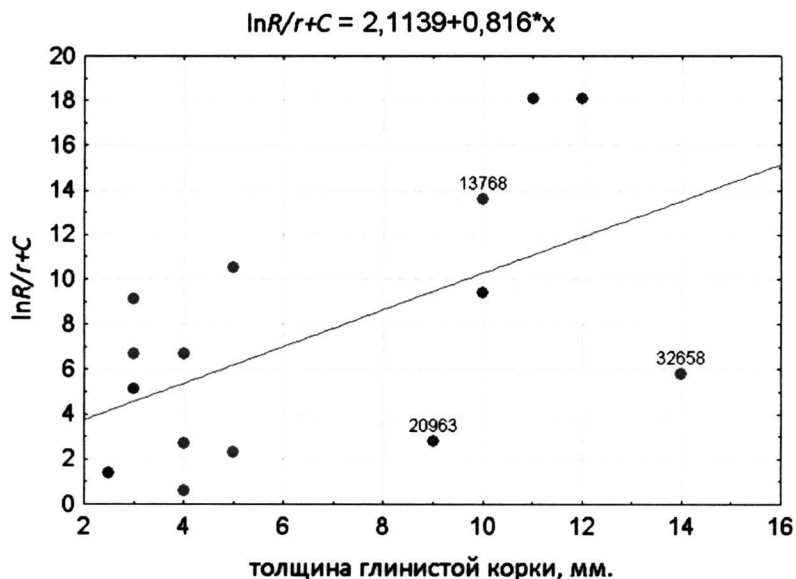


Рисунок 7 - Зависимость комплексного показателя $\ln R/r+C$ от толщины глинистой корки для скважин с неполной перфорацией толщины пласта-коллектора

Для скважин с частичной перфорацией пласта-коллектора коэффициенты корреляции комплексного параметра $\ln R/r+C$ с толщиной глинистой корки имеют положительный знак (рис. 7). Это означает, что рост толщины глинистой корки уменьшает риск вовлечения в разработку неперфорированного интервала через негерметичное заколонное пространство, поскольку ухудшается состояние ПЗП. Приток пластовой жидкости из неперфорированного интервала осуществляется через массив пласта, образуя конус обводнения ввиду меньшего гидродинамического сопротивления этого пути, чем через путь «ПЗП – заколонное пространство – скважина».

Исследование связи заколонных циркуляций с пластовыми давлениями. С целью выявления зависимости заколонных циркуляций от пластовых давлений проведен анализ скважин с полной перфорацией толщины пласта и значением комплексного показателя $\ln R_{\kappa}/r_c+C$ менее 20 единиц, указующего о наличии сторонней жидкости в продукции. Сторонняя жидкость в этих скважинах может поступать из неперфорированных пластов только через негерметич-

ное заколонное пространство, в отличие от скважин с неполной перфорацией толщины пласта.

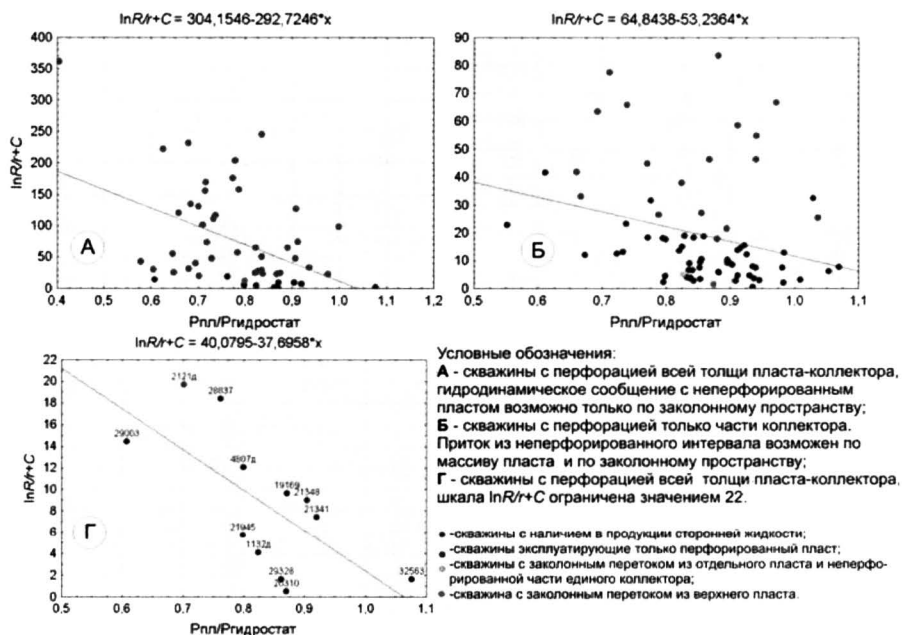


Рисунок 8 – Зависимость комплексного параметра $\ln R/r+C$ от отношения пластового давления к гидростатическому.

В ходе анализа установлено, что наблюдается увеличение доли сторонней жидкости в скважинах при приближении коэффициента аномальности пластового давления к единице. При уменьшении отношения пластового давления к гидростатическому, снижается продуктивность скважин, что связано в первую очередь с ростом давления репрессии бурового раствора. Отсутствует связь количества заколонных циркуляций с коэффициентом аномальности пластового давления, из чего следует, что каналы негерметичности не образуются в первые часы ОЗЦ из-за флюидопроявлений.

Методика оценки риска заколонных перетоков. В ходе анализа обводненности продукции скважин в зависимости от соотношения проницаемости перфорированного пласта и неперфорированного пласта, из которого по негер-

метичному заколонному пространству идет приток воды и расстояния между ними, определена зависимость, которая описывается эмпирической формулой:

$$K_{pk} = \frac{\Delta h}{\Delta l} \frac{K_{перф}}{K_{вод}} \quad (1)$$

где:

K_{pk} – коэффициент разобшения коллекторов; Δh – расстояние между пластами, м; $K_{перф}$ – коэффициент проницаемости перфорированного пласта, мкм²; $K_{вод}$ – коэффициент проницаемости пласта-донора, из которого идет заколонный приток в интервал перфорации, мкм²; $\Delta l = 2$ – установленная на основе анализа величина, определяющая границу риска возникновения заколонных перетоков, м.

При нахождении $K_{pk} \leq 1$ возможность заколонных сообщений резко возрастает. Такие интервалы подлежат изоляции в процессе заканчивания скважин.

Для месторождений, где по прогнозным данным по этой методике существует риск возникновения заколонных сообщений, разработаны способы изоляции интервалов водопритока, а также депрессионный метод автоматического формирования водонепроницаемого экрана в зоне ВНК.

Способы изоляции зон притока вод при заканчивании скважин

Как показали исследования, изоляция водоносного пласта в обсаженной скважине, несмотря на проведение этих работ через специально перфорированные отверстия, приводит к снижению потенциальной продуктивности скважин, а также имеют низкую успешность (50 – 60%).

Разработаны две технологии предварительной изоляции вод в процессе заканчивания скважин.

Первая технология предназначена для изоляции подошвенной воды. Суть предлагаемого решения заключается в закачке реагента для создания водоизолирующего экрана между нефтеносной и водоносной частями коллектора для предотвращения образования конуса обводнения. Поскольку работы производятся в открытом стволе, эффективность создания водоизолирующего экрана выше, чем через обсадную колонну по обычной технологии.

На рисунке 9 приведена схема водоизоляции и краткое описание технологии для более сложного случая. Такое сочетание пластов, а именно: сверху – обводненный пласт, ниже – нефтеносный, встречается в выработанных разрезах пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. В предлагаемой схеме

изоляция водоносного пласта производится до вскрытия продуктивного интервала.

Главной особенностью предложенных технологий является сохранение естественной продуктивности нефтенасыщенных пластов после проведения водоизоляционных работ.

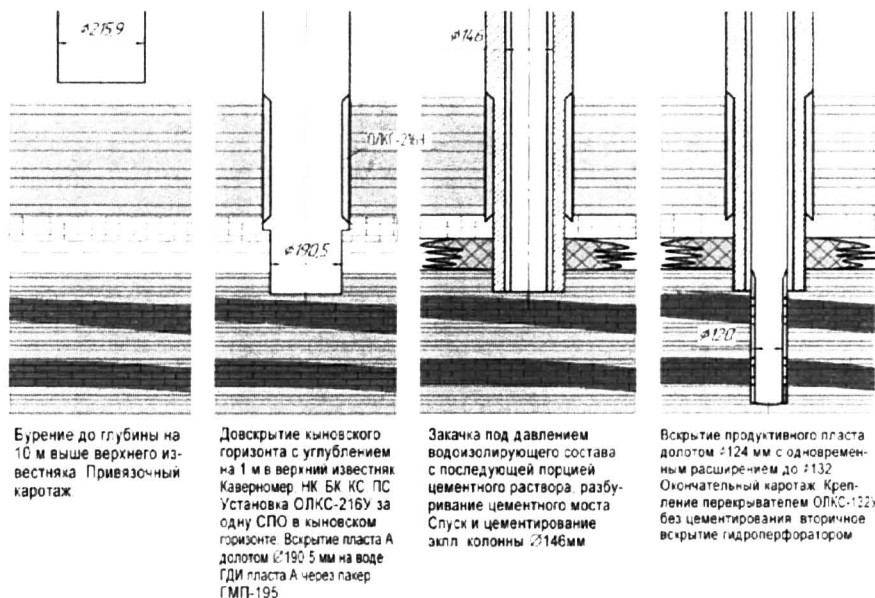


Рисунок 9 – Схема предварительной изоляции обводненного пласта, находящегося выше продуктивного интервала

Метод заканчивания скважин, позволяющий формировать водонепроницаемый экран в зоне ВНК. Анализ показал, что наибольший процент обводненности продукции относится к коллекторам, имеющим подошвенную воду. Это является одной из главных проблем разработки нефтяных месторождений. Предлагается депрессионный метод автоматического формирования водонепроницаемого экрана в зоне ВНК.

Особенностью метода (рис. 10) является формирование водонепроницаемого экрана при депрессии на продуктивный пласт в процессе освоения и эксплуатации скважины. Первоначально столб химического реагента (например, водный раствор серной кислоты) уравнивает давление подошвенной воды. При создании депрессии в процессе отбора нефти, подошвенная вода приходит

в движение в направлении интервала перфорации. При этом автоматически осуществляется дозировка химического реагента в пласт. При контакте химического реагента с нефтью инициируется процесс формирования водонепроницаемого экрана.

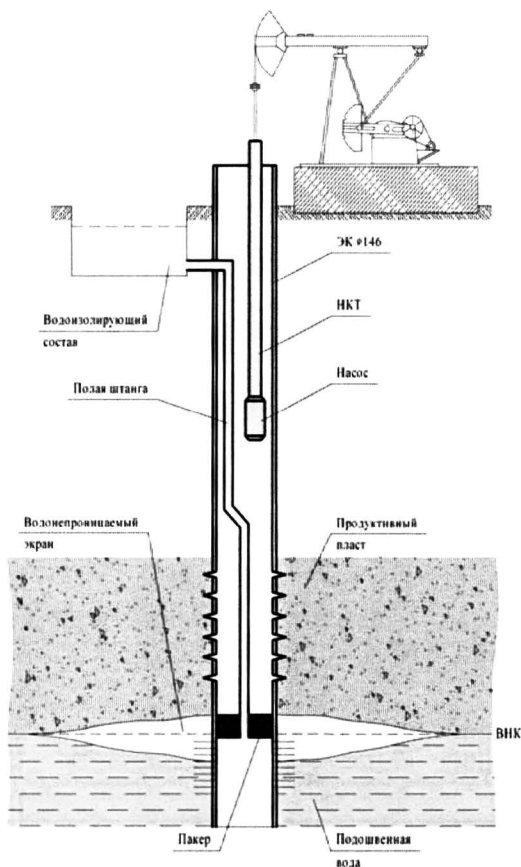


Рисунок 10 – Формирование водоизолирующего экрана в процессе освоения и эксплуатации скважины

В четвёртой главе приведены результаты анализа скважин с горизонтальным окончанием и пути совершенствования их конструкций с целью увеличения нефтеизвлечения.

На месторождениях ОАО «Татнефть» на 01.01.2010 г. были пробурены и находятся в эксплуатации 428 скважин с горизонтальным окончанием и 76 мно-

гозабойных скважин. За период 2005-2009 гг. пробурены и введены в эксплуатацию 182 горизонтальных (ГС) и 62 многозабойных скважин (МЗГС), из которых действующих 178 и 60 со средним дебитом 8,2 и 9,9 т/сут, по ним добыто нефти 1208,3 тыс. т и 567,0 тыс. т, соответственно.

Общим для всех рассмотренных объектов ГС является низкий коэффициент корреляции зависимости дебита нефти от длины горизонтального ствола. Это объясняется неоднородностью коллектора по длине горизонтального ствола, поэтому нефть поступает только из высокопродуктивных интервалов.

По ГС верхнетурнейских отложений (кизеловский горизонт) установлено:

- а) прослеживается прямая зависимость среднего дебита нефти от расстояния ГС до ВНК, чем дальше от ВНК, тем выше дебит нефти;
- б) бурение ГС по кровельной части (на расстояниях 5-7 м от кровли турнейского яруса по структуре залегания пласта) позволяет до 2 раз увеличивать дебиты скважин;
- с) дебиты нефти скважин выше на участках с более низкими абсолютными отметками ВНК.

Особенностями ГС, пробуренных на отложения бобриковского горизонта, являются:

- а) высокая неоднородность коллектора и наличие горизонтального ствола в зоне отсутствия коллектора в расчетной точке входа ГС в пласт;
- б) суммарная длина коллектора в этих скважинах составляет 52 % от длины ГС, остальные 48% являются неколлекторами. При расстояниях менее 3 м от кровли пласта до ВНК скважины начинают работать с обводненностью более 50 %, которая быстро достигает предельных значений.

Для повышения эффективности ГС необходимо размещать их на структурах не менее 3 м выше отметки ВНК и применять способы одновременно-раздельной эксплуатации неоднородных коллекторов.

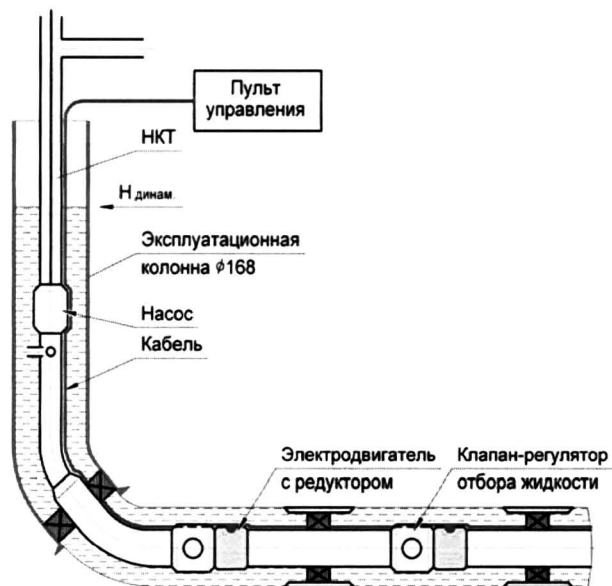
Повышение эффективности эксплуатации скважин разделением горизонтальных стволов на отдельные участки.

Разделение горизонтального ствола на отдельные участки с аналогичными характеристиками и их эксплуатация с различными режимами отбора жидкости является передовой технологией и широко применяется в последние годы в

мировой практике. Предлагается такой же путь развития горизонтальных технологий и в Татарстане.

В 2010 году на скважине № 4395Г Бавлинского месторождения проведены опытно-промышленные работы по заканчиванию скважины с установкой оборудования для управляемой эксплуатации 2-х участков горизонтального ствола. Открытый горизонтальный ствол скважины пробурен в интервале 1586-1915 м долотом диаметром 155,6мм на воде с ПАВ (МЛ-81Б). Ствол скважины разделен на интервалы с высокой и низкой проницаемостью установкой колонны расширяемых труб (ОЛКС) длиной 16 метров и пакерами. Осваивали каждый интервал в отдельности: до ОПЗ и после адресного ОПЗ. На сегодняшний день скважина работает с дебитом 8-9 м³/сут, обводненностью 1 %, Н_{дин} = 800-850 м.

Дальнейшим развитием этой технологии является схема управляемой с по-



верхности эксплуатации ГС (рис. 11). В этом варианте управление забойными клапанами осуществляется с устья скважины электрическим приводом. Эта схема позволяет не только открывать и закрывать забойные клапана, но и производить штуцирование, прикрывая клапан. При этих возможностях управления забойными клапанами-регуляторами, горизонтальные скважины эксплуатируются при максимальной депрес-

Рисунок 11– Предлагаемая схема заканчивания УГС, обеспечивающая управление её работой.

сии, необходимой для наихудшего участка, а лучшие интервалы штуцируются, тем самым вовлекается в эксплуатацию весь горизонтальный ствол.

Основные выводы и рекомендации:

1. Анализом геолого-технологических особенностей строительства скважин показано, что поздняя стадия разработки месторождений характеризуется значительным снижением текущих пластовых давлений со средним коэффициентом аномальности 0,7-0,8, местами доходящий до 0,5. Среднее давление репрессии гидростатического столба бурового раствора при строительстве девонских скважин составляет 4,0-8,0 МПа. Это неизбежно приводит к ухудшению условий первичного вскрытия и коллекторских параметров призабойных зон продуктивных пластов.

2. Выявлено, что снижению продуктивности способствует нестабильная динамическая составляющая давления репрессии бурового раствора, возникающая при спуско-подъёмных операциях. Например, средний показатель ОП, определённый по предложенному в диссертации методу, для скважин с отбором керна равен 0,55. По каждой из технологий первичного вскрытия от 27 % до 55 % скважин имеют ОП менее 0,65.

3. На основе многомерного анализа и оценки различных технологий первичного вскрытия и крепления скважин с использованием пакета программ STATISTICA (фирмы StatSoft) установлено, что переход к технологии «струйной кольтации с двухступенчатым цементированием эксплуатационной колонны» позволит повысить коэффициент удельной продуктивности скважин от 1,39 до 7,49 раз (в зависимости от давления репрессии бурового раствора и проницаемости пласта).

4. Разработана методика оценки потенциального риска заколонных притоков из неперфорированного пласта в интервал перфорации (K_{pk} – коэффициент разобщённости коллекторов) и определено, что при $K_{pk} \leq 1$ необходимы способы предварительной изоляции наиболее опасных интервалов водопритока в процессе заканчивания скважин.

5. Разработан и внедрен РД 153-39.0-644-09 «Методическое руководство по оценке риска заколонных сообщений в скважинах терригенного девона», позволяющий принимать технические и технологические решения, предупреждающие заколонные перетоки. РД применен в 2009-2010 годах при строительстве 119 скважин.

6. Установлено, что для оценки состояния ПЗП по данным освоения и эксплуатации можно использовать комплексный параметр $\ln R_k/r_c + C$. При значении комплексного параметра $\ln R_k/r_c + C$ менее 20 в дебите скважины присутствует флюид неперфорированного пласта. Значение параметра $\ln R_k/r_c + C$ более 60 информирует о значительном ухудшении ПЗП, требующем проведение ОПЗ.

7. Разработаны два способа изоляции интервалов водопритока при заканчивании и метод формирования водонепроницаемого экрана в процессе освоения и эксплуатации скважин.

8. На основе анализа скважин, заканчиваемых условно горизонтальными стволами, установлено, что:

- по верхнетурнейским отложениям обеспечиваются низкие значения обводнённости продукции, начальная – в среднем менее 10 %, текущая – менее 20 %;

- по бобриковскому горизонту наблюдается зависимость среднего дебита нефти от эффективной длины ГС. Для скважин с эффективной длиной ГС менее 50 м средний дебит равен 5,8 т/сут, при длине от 50 до 100 м средний дебит равен 10,3 т/сут, от 100 до 150 м – 12,1 т/сут, свыше 150 м – 19,2 т/сут;

- для повышения эффективности необходимо применять способы одновременно-раздельной эксплуатации участков горизонтального ствола, разделенного на однородные интервалы.

9. Разработаны рекомендации по оптимизации заложения и проектирования ГС, которые применяются при составлении проектов на их строительство начиная с 2009 года

10. Экономический эффект от внедрения разработок в производство за 2010 год составил 4,2 млн. руб.

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

1. Нуриев, И.А. Повышение качества разобщения пластов с применением устройства манжетного цементирования [Текст] / Т.М. Габбасов, Р.И. Катеев, И.А. Нуриев, Р.М. Миннуллин., С.В. Чухаев // Нефтяное хозяйство.- 2008.-№7. С.40 – 42.
2. Нуриев, И.А. Оценка риска заколонного перетока из водоносного пласта в интервал перфорации нефтяного пласта [Текст] / Р.С. Хисамов., И.А. Нуриев // Нефтяное хозяйство.- 2009.-№4. С.86 – 88.

3. Нуриев, И.А. Скважины малого диаметра: опыт бурения и эксплуатации, перспективы развития [Текст] / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев, А.С. Султанов, А.М. Евдокимов // Нефтяное хозяйство.- 2009.-№7. С.23 – 25.
4. Нуриев, И.А. Обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин месторождений ОАО «Татнефть» [Текст] / Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев, А.С. Султанов А.М. Евдокимов Р.Т. Фазлыев // Нефтяное хозяйство.- 2009.-№7. С.30 – 33.
5. Пат. №2279535 Российская Федерация. Способ вскрытия пластов и устройство для его осуществления [Текст] / Нуриев И.А., Андронов С.Н., Нурмухаметов Р.С., Хисамов Р.С., Хазиев Р.Ф., Андронов Ю.С.; опубл. 10.07.06. – Бюл. № 19.
6. Пат. №2394987 Российская Федерация. Способ предотвращения заколонного перетока из неперфорированного пласта в интервал перфорации [Текст] / Хисамов Р.С., Нуриев И.А., Евдокимов А.М., Хусаинов в.М., Гумаров Н.Ф.; опубл. 20.07.10. – Бюл. № 20.
7. Нуриев, И.А. Анализ и прогноз распространения палеокарста в отложениях нижней перми на участке бурения скважин 301-303 залежи Куакбашской площади Ромашкинского месторождения [Текст] / Андронов С.Н., Нуриев И.А., Курочкин Б.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009.- №8. С.21-25.
8. Нуриев, И.А. Способ вскрытия пластов и устройство для его осуществления [Текст] / С.Н. Андронов, И.А. Нуриев. Р.С. Нурмухаметов, Р.Ф. Хазиев, Б.М. Курочкин Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009.- №9. С.12-15.
9. Нуриев, И.А. Оценка состояния призабойной зоны скважин терригенных коллекторов по данным промыслового анализа [Текст] /Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев, И.Г. Юсупов // Нефтяное хозяйство.- 2011 - № 3.
10. Нуриев, И.А. Стендовые и промысловые испытания перфоратора ОСП-1 [Текст] / Ф.Ф. Ахмадишин, И.В.Львова, А.В.Бердников, М.Ф.Каримов, Р.Х. Илалов, И.А.Нуриев // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». - 2008. – С.264 – 270.

Отпечатано в типографии ООО «ТатАвтоматизация»

Заказ № 6449. Тираж 100

'Cz